

Inversiones recientes en infraestructura de transporte de petróleo: un análisis de los impactos y retos

Vicepresidencia de Asuntos Económicos y Regulatorios¹
Febrero-marzo 2017

Este documento describe los esfuerzos y retos del sector por mejorar la infraestructura de oleoductos y transporte fluvial de crudo, estima el impacto de algunas de estas inversiones, en particular **las adecuaciones para recibir crudos más pesados (con viscosidad de 600 centistokes - cSt-) en los oleoductos de Orensa, Colombia y Apiay**, cuya segunda fase inició operaciones este mes; **y presenta los beneficios del transporte multimodal de petróleo y sus diluyentes por el río Magdalena.**

Las inversiones en transporte de crudos pesados son importantes porque permiten reducir costos de operación y optimizar la evacuación de este tipo de hidrocarburos que representa cerca de 50% de la producción del país y la mitad de las reservas petroleras descubiertas². En adición a los recursos existentes, existe un gran potencial geológico para crudos pesados, cuyo desarrollo, si la exploración es exitosa, permitiría a futuro sostener la producción de petróleo en Colombia.

1. Inversiones recientes y la infraestructura actual

En los últimos dos años la inversión en infraestructura de transporte por oleoductos totalizó **US\$ 590 millones**; de los cuales US\$ 550 millones se destinaron a **culminar ampliaciones de capacidad** iniciadas en años anteriores y a conexiones a dicha infraestructura, y US\$ 40 millones en **adecuaciones para transportar un mayor volumen de crudos pesados** en los tres sistemas previamente mencionados³.

Estas inversiones le permitieron al país contar hoy con: 5.500 km de oleoductos con una capacidad total de 1.225.000 barriles al día, suficiente para movilizar la actual producción de crudo; 23 poliductos (3.635 km) que permiten transportar 335 mil barriles diarios de combustibles líquidos; 3 puertos; 6 descargaderos de petróleo; 2 cargaderos de refinados y un **mayor volumen de crudos pesados transportados por oleoducto, que anteriormente se movilizaba por carrotanque.** (Ver Anexo Diagrama Oleoductos en Colombia).

De otro lado, y en línea con la necesidad del país de contar con alternativas de evacuación de crudo, este mes se cumplen dos años del **inicio de operación de un proyecto logístico de**

¹ Alexandra Hernández Saravia, Vicepresidente; Julio César Romero, Economista Sénior; Jaime Frysz, Asesor.

² 2.700 millones de barriles de crudos pesados descubiertos, declarados como reservas probadas, probables y posibles a dic 2015.

Fuente: informe de reservas ANH 2016:

³ Estudios tendencias de inversión sector petrolero 2015 y 2016. Asociación Colombiana del Petróleo.

transporte multimodal, cuyo eje principal es la navegación comercial por el río Magdalena, y la consecuente creación de un puerto fluvial en Barrancabermeja, a menos de 10 horas por vía terrestre de los principales centros de producción en Antioquia, Cundinamarca y Santander. Este proyecto también ofrece alternativas de evacuación del petróleo proveniente de los Llanos Orientales, Valle Medio del Magdalena y Putumayo, aunque con recorridos terrestres más largos desde el campo hasta el puerto fluvial. Esta alternativa incluye soluciones de importación, almacenamiento y movilización de diluyentes requeridos para producir y transportar crudos pesados, así como para el manejo de todo tipo de combustibles (ACPM, Gasolinas, etc.).

Terminal Impala Barrancabermeja



Cortesía: Impala

El proyecto logístico en el río Magdalena recibió inversiones por parte de Impala Terminals Colombia **superiores a mil millones de dólares en los últimos dos años**; U\$ 540 millones en su construcción y U\$ 500 millones en equipos fluviales de estándar internacional.

Actualmente, por el río Magdalena se transportan cerca de 30 mil barriles diarios de petróleo, aunque la capacidad instalada del terminal es del doble, y alrededor de **12 a 15 mil barriles diarios adicionales de diluyente**. El terminal de Impala tiene una capacidad de almacenamiento que, entre Barrancabermeja y la Costa Atlántica, totaliza 560.000 barriles de diluyente y 1.020.000 barriles de crudo. La capacidad de manejo en el terminal es de 47.000 barriles diarios de diluyente y 60.000 de crudo.

A continuación se analizan los impactos y beneficios de estos dos proyectos, a partir de información suministrada por empresas transportadoras, productores de petróleo y cálculos propios de la ACP:

2. Aumento de crudos pesados transportados por oleoducto: reduce uso de carrotanques y ahorra costos de dilución (“Proyecto 600 centistokes”)

Inversión total: US\$ 40 millones en adecuación de los oleoductos de Ocensa, Colombia (ODC), Apiay – Porvenir y el Puerto de Coveñas. Su implementación se dividió en dos fases:

- **Fase 1:** Inició en febrero de 2016. Dos efectos principales:
 - **Ingreso a estos oleoductos de 30 mil barriles diarios** anteriormente llevados por carrotanque hasta el puerto de exportación. Generó **ahorros en el costo de transporte**, pues movilizar el crudo por tierra es más costoso que hacerlo por oleoducto, a pesar de que en los dos últimos años se ha registrado una reducción en las tarifas de los carrotanques de más del 30%, según encuesta ACP⁴.
 - Permitió la movilización por oleoducto de crudos más viscosos, pasando de 300 centistokes (cSt) a 400 cSt. Esto significó un **ahorro estimado entre 6 y 7 mil barriles diarios de diluyente** utilizado en los campos y **de su transporte** desde el puerto de importación hasta el campo productor.
- **Fase 2:** Inició operaciones a comienzos de abril de 2017.
 - **Permitirá transportar crudos extrapesados con viscosidad de 600 cSt desde los Llanos hasta Coveñas.** Esto disminuye la capacidad total de estos oleoductos, aunque la misma sigue siendo suficiente para evacuar la producción actual. Se busca reemplazar volúmenes de crudo transportados por carrotanque y diluyente requerido para movilizar crudo por oleoducto con viscosidad inferior a 600 cSt.
 - Se estima un **ahorro adicional cercano a 10 mil barriles diarios de diluyente** utilizado en campo para mejorar la calidad del crudo para ingresarlo al oleoducto⁵. No obstante lo anterior, sigue requiriéndose la dilución del crudo pesado en campo y/o en puerto, pues en Colombia normalmente el crudo tiene viscosidades superiores a 4.000 cSt en boca de pozo y debe lograrse una viscosidad de máximo 450 cSt o menos para ser exportado.

En resumen, **ACP estima que la adecuación del oleoducto para recibir crudos con viscosidad de 600 cSt podría generar reducciones en costos de operación para el productor entre US\$ 1.2 y US\$ 1.4 por barril producido (-8% del opex total)**⁶, principalmente por ahorros en dilución (menor volumen y transporte de diluyente hasta el campo productor); y por el reemplazo del transporte por carrotanque a oleoductos, en la medida que los productores utilicen esta alternativa. Estas mejoras podrían beneficiar cerca del 50% de la producción del país, lo que permitiría alcanzar ahorros anuales estimados en US\$ 250 millones⁷.

⁴ Fuente: ACP, estudio Tendencias de Inversión E&P 2016.

⁵ Fuente: cálculos ACP.

⁶ Fuente: cálculos ACP a partir de costos de producción promedio del país suministrados por las empresas (estudio tendencias de inversión E&P 2016), y el escenario actual de precios internacionales del petróleo. No reflejan la economía de un campo específico.

⁷ Idem.

Aumentar los volúmenes transportados con viscosidad de 600 cSt enfrenta los siguientes retos:

- a. **La producción de crudos livianos en los llanos orientales, utilizada hoy para diluir los crudos pesados**, restringe el uso del proyecto 600 cSt en los campos con dicha posibilidad. Sin embargo, la producción de crudos livianos viene declinando y se necesitan nuevas reservas.
- b. **Abrir nuevos mercados internacionales para crudos con mayor viscosidad**, pues la mayor parte de la mezcla de crudo colombiano actualmente comercializada tiene viscosidades de alrededor de 400 cSt. Si bien la fase 1 -aumento de viscosidad a 400 cSt-, no generó castigos por calidad, el incremento a 600 cSt implicará conseguir compradores diferentes cuyas refinerías reciban crudos más pesados. Actualmente sólo un productor está en capacidad de comercializar crudos de esa viscosidad.

La alternativa para vender el crudo a marcador Vasconia⁸ sería diluir el crudo en puerto de exportación para llevarlo a una viscosidad de 350 cSt – 450 cSt; pero **implica un costo adicional** que reduce los beneficios de transportar por oleoducto crudos más pesados. La infraestructura de dilución en puerto ya está construida. Es importante tener en cuenta que al diluir en puerto se evitan las pérdidas por evaporación del diluyente cuando esta se realiza en campo, y permite a los usuarios elegir la calidad a exportar.

- c. **Mantener su competitividad frente a opciones logísticas como el transporte multimodal**, que a continuación se describirá, pues productores consultados afirman **que bajo ciertas condiciones cambiarías dicha opción compite en costo con el transporte por oleoducto**. La tarifa de oleoducto se causa en dólares y la del transporte multimodal en pesos, por eso la competencia entre ellos es sensible al nivel y a la volatilidad de la tasa de cambio, especialmente cuando esta se encuentra en valores cercanos a **3.000 pesos por dólar**, según análisis de productores consultados.

3. Transporte multimodal vía río Magdalena: permite exportar petróleo desde Barrancabermeja, reduce km recorridos en carrotanques y necesidades de dilución.

A continuación se resaltan **los principales beneficios del proyecto multimodal**:

- Ubicación estratégica: al estar en Barrancabermeja se encuentra cerca de la producción del interior del país, ofreciendo a los usuarios la facilidad de tener su carga en menor tiempo en un puerto fluvial, el único del país, con capacidad de realizar operaciones de comercio exterior.

⁸ El crudo de referencia Vasconia es un hidrocarburo con API de 24.3 grados y 0.83% S es el resultado de la mezcla de crudos producidos en los campos de los llanos y las regiones del Magdalena Alto.

- El uso del río Magdalena desde Barrancabermeja **reduce el trayecto terrestre**, permitiendo **ahorros entre 10% y 20% frente al transporte por carrotanque** desde el campo hasta el puerto de exportación.
- Para el **manejo de crudos pesados** se cuenta con un **sistema de calentamiento que evita la necesidad de dilución**, generando posibilidades de obtener **ahorros significativos en este importante rubro del opex de los productores**, estimado entre 10% a 20% del costo total de operación. También se evitaría la construcción de infraestructura de dilución requerida en el campo productor. De hecho, 90% del volumen que utiliza actualmente esta modalidad de transporte es crudo pesado, con altas viscosidades entre 2,000 cSt y 10,000 cStt.

Es importante mencionar que el ahorro por no diluir el crudo pesado puede ser una mejor alternativa para algunos productores. En efecto, algunos productores consultados explicaron que para ellos **el ahorro en costos de dilución implica que deban comercializar crudos más pesados que en el mercado tienen un mayor castigo en precio por calidad y, por lo tanto, recibirían menores ingresos** si se compara con vender el crudo a calidad de mezcla Vasconia. Además, eventualmente se enfrentaría el reto de abrir nuevos mercados para esta nueva calidad de crudo.

Aumentar los volúmenes transportados mediante esta alternativa de transporte multimodal, vía el río Magdalena, enfrenta los siguientes retos:

- a. **La incertidumbre sobre la navegabilidad permanente del río Magdalena** es una variable que influye en algunos productores para optar por esta alternativa. Para minimizar el impacto del comportamiento del río sobre la comercialización del petróleo se aumentó la capacidad de los tanques de almacenamiento. Sin embargo, es importante que el Gobierno Nacional mantenga los esfuerzos que han hecho posible apuestas como esta, que no solo benefician al sector petrolero, sino a otros sectores productivos del país.
- b. **Los riesgos de HSE asociados con el transporte terrestre siguen siendo una desventaja frente al transporte por oleoducto**, pues mediante este sistema también se requiere recorrer una distancia por carrotanque, aunque sea menor, además de los riesgos del transporte por carretera en épocas invernales.
- c. Las condiciones del mercado muestran una alta competencia por ofrecer la alternativa que permita tener el mejor *netback* para el crudo. En este sentido, los demás jugadores del transporte de crudo y los productores también han realizado esfuerzos orientados a mejorar la eficiencia en los costos de transporte, y rápidamente **están diversificando las alternativas de movilización del petróleo como resultado de: reducción en tarifas de descargaderos y algunos tramos de los oleoductos**; capacidad sobrante en algunos oleoductos competencia directa del proyecto multimodal; crecimiento en el mercado de *traders* e iniciativas de productores que hoy combinan las diferentes soluciones logísticas (carrotanque - tramos de

oleoducto, etc.); producción de petróleo aún comprometida con contratos de transporte “*Ship or Pay*”.

Ello implica un reto para el proyecto en garantizar la opción más competitiva. Fuentes consultadas afirman que este proyecto se acerca a los costos de las demás alternativas, pero hay una alta competencia en tarifas y las otras opciones en su mayoría ya son conocidas en el mercado.

Avances en este eslabón de la cadena del petróleo son vitales para la competitividad del sector, pues **el transporte desde el campo hasta el puerto de exportación representa la mitad de los costos de producir petróleo en Colombia**. Esto explica que la mayoría de las empresas productoras encuestadas en el estudio de tendencias de inversión E&P 2016, adelantado por la ACP, manifestara preocupación por los costos de transporte del petróleo en Colombia, aunque las compañías reconocen el avance tanto en capacidad como en acceso a la infraestructura.

En resumen, **en los últimos dos años se invirtieron cerca de US\$ 1.600 millones en infraestructura de transporte de petróleo y se han desarrollado soluciones logísticas y comerciales que aumentan la competencia en este eslabón de la cadena, lo cual favorece la viabilidad de las inversiones en exploración y producción** que el país requiere para aumentar sus reservas de petróleo, dado el peso que este rubro tiene en los costos de producir en Colombia. **Seguirá siendo un reto de política pública apoyar el desarrollo de un mercado de transporte de crudo cada vez más competido**, que genere condiciones viables y sostenibles tanto para productores como para transportadores, incluyendo señales regulatorias acordes con las nuevas realidades socio-ambientales, de producción y de precios internacionales.

